Приложение 1

Проект

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА

«О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии»

Предисловие

Настоящий Технический регламент разработан в соответствии с Соглашением о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации от 18 ноября 2010 г.

В качестве основы для разработки настоящего Технического регламента применена Директива 2004/22/ЕС Европейского Парламента и Совета от 31 марта 2004 г. о средствах измерений.

Статья 1. Область применения

1. Настоящий Технический регламент применяется в целях защиты прав и законных интересов граждан, общества, обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения и устанавливает обязательные требования к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

2. Требования настоящего Технического регламента, распространяются на системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенные для применения при измерениях в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса.

3. Настоящий Технический регламент устанавливает:

- метрологические и технические требования к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии;

- требования к терминологии;

- требования к маркировке систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии;

- правила и формы оценки (подтверждения) соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента.

4. Требования настоящего Технического регламента устанавливаются по отношению к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенным для применения при измерениях в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса:

- при проектировании, изготовлении и реализации;

- при оценке (подтверждении) соответствия.

Статья 2. Определения

В настоящем Техническом регламенте применяются следующие термины с соответствующими определениями:

методика (метод) измерений - совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности;

системы и приборы учета воды (далее – счетчики воды) - технические средства, предназначенные для измерений, хранения, отображения и передачи результатов измерений количества воды (объема и/или массы);

системы и приборы учета газа (далее – счетчики газа) - технические средства, предназначенные для измерений, хранения, отображения информации и передачи результатов измерений количества природного газа (объема и/или массы);

системы и приборы учета тепловой энергии (далее – теплосчетчики) - технические средства, предназначенные для измерений, хранения, отображения информации и передачи результатов измерений количества тепловой энергии, отдаваемой теплоносителем, массы (объема), температуры, давления теплоносителя и времени работы прибора;

системы и приборы учета электрической энергии (далее – электросчетчики) - технические средства, предназначенные для измерения активной электроэнергии;

устройство преобразования (корректор) объема газа – технические средства, предназначенные для измерения температуры, абсолютного (или избыточного) давления газа, текущего времени, вычесления объема газа при рабочих условиях и при стандартных условиях по ГОСТ 2939 «Газы. Условия для определения объема».

Используемые сокращения:

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учёта электроэнергии

ИСУЭ – система учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета;

ИИК - информационно-измерительный комплекс точек учета электрической энергии;

ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электрической установки;

ИВК - информационно-вычислительный комплекс;

СОЕВ - система обеспечения единого времени;

ИПУЭ - интеллектуальный прибор учета электрической энергии;

УСПД - устройство сбора и передачи данных;

УССВ - устройство синхронизации системного времени;

UTC - Universal Time Coordinated (всемирное координированное время);

NTP - Network Time Protocol (сетевой протокол времени);

ANSI - American National Standards Institute (американский национальный институт стандартизации);

CENELEC – European Committee for Electrotechnical Standardization (Европейский Комитет по стандартизации в электротехнике)

GPS – Global Positioning System (глобальная система навигации и определения положения)

IEC - International Electrotechnical Commission (Международная электротехническая комиссия - МЭК);

ISO - International Organization for Standardization(Международная организация по стандартизации - ИСО).

OIML – International Organization of Legal Metrology (Международная организация по законодательной метрологии – МОЗМ)

WELMEC – West European Legal Metrology Cooperation (Западно-европейское сотрудничество по законодательной метрологии)

Статья 3. Требования к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

1. Количественные значения измерений счетчиками воды, газа, теплосчетчиками, электросчетчиками должны соответствовать единицам величин Международной системы единиц (СИ), принятым Генеральной конференцией по мерам и весам и рекомендованные к применению Международной организацией законодательной метрологии.

Счетчики воды, газа, теплосчетчики, электросчетчики должны соответствовать:

- специальным требованиям включенных в Перечень международных, региональных, национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза «О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии», применительно к конкретным видам (типам) средств измерений;

- специальным требованиям включенных в Перечень международных, региональных, национальных (государственных) стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и

исполнения требований технического регламента Таможенного союза «О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии» и осуществления оценки (подтверждения) соответствия.

2. Коструктивно счётчик воды должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

2.1. Измеренный счетчиком воды объем воды представляется (отображается) в кубических метрах.

2.2. Значения диапазона измерений расхода воды должны соответствовать следующим условиям:

$Q3/Q1 \geq 10$;

$Q2/Q1 = 1,6$;

$Q4/Q3 = 1,25$,

где Q1 - наименьшее значение расхода, при котором счетчик воды обеспечивает измерения, удовлетворяющие требованиям по максимально допускаемой погрешностям (МДП) (далее - минимальный расход);

Q2 – значение расхода между номинальным и минимальным расходами, при котором диапазон измерений расхода разбивается на два поддиапазона: «верхний» и «нижний» (далее - переходный расход). Каждый поддиапазон характеризуется своим значением МДП;

Q3 – наибольшее значение расхода, при котором счетчик воды при нормальных условиях эксплуатации удовлетворительно работает без ухудшения характеристик длительное время при установившихся либо прерывистых режимах потока (далее - номинальный расход);

Q4 – наибольшее значение расхода, при котором счетчик воды удовлетворительно работает без ухудшения характеристик в течение короткого интервала времени (далее - максимальный расход).

2.3 Границы диапазона изменений температуры воды должны соответствовать следующим требованиям: от +0,1 °С до +30 °С для счетчиков холодной воды, или от +30 °С до +90 °С для счетчиков горячей воды. Счетчик воды должен иметь конструкцию, обеспечивающую работу в обоих диапазонах изменений температуры воды.

2.4. Относительный диапазон изменения давления воды от 0,3 бар до 10 бар для Q3 (1 бар = 10^5 Па).

2.5. Максимально допускаемая погрешность (положительная или отрицательная) для объемов измеряемых при расходах между переходным расходом (Q2) и максимальным (Q4) составляет::

2 % - для воды при температуре не более 30 °С;

3 % - для воды при температуре более 30 °С.

2.6. МДП объема воды при расходах от наименьшего (Q1) до переходного (Q2) (Q1 ≤ Q< Q2) составляет ± 5% в диапазоне изменения температуры воды.

2.7. Электромагнитная совместимость.

Влияние электромагнитного воздействия на счетчики воды должно удовлетворять требованиям:

- изменение результата измерений объема воды не должно превышать критического изменения, установленного

в пункте 2.10 настоящего Технического регламента.

2.8. После воздействия электромагнитных помех счетчик воды должен:

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех с погрешностью не более МДП;

– сохранять все измерительные функции;

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации имевшейся непосредственно перед воздействием помех.

2.9. Критическое изменение результата измерений объема воды должно соответствовать наименьшему из двух следующих значений:

– объема воды, соответствующего половине значения МДП в верхнем поддиапазоне измеренного объема воды;

– объема воды, соответствующего значению МДП, полученного
за одну минуту при расходе Q3.

2.10. Надежность.

После проведения испытаний должны выполняться следующие требования:

Отклонение результата измерений после испытания на надежность по отношению к первоначальному результату измерений по абсолютной величине не должно превышать:

- 3 % измеренного объема воды при значениях расхода не меньших Q1 и меньших Q2, то есть $Q1 \le Q < Q2$;

- 1,5 % измеренного объема при значениях расхода не меньших Q2 и меньших Q4, то есть $Q2 \le Q < Q4$.

Погрешность измерений объема воды после испытания на надежность не должна превышать:

± 6 % измеренного объема воды при значениях расхода воды
не меньших Q1 и меньших Q2, то есть $Q1 \le Q < Q2$;

± 2,5 % измеренного объема воды при значениях расхода воды не меньших Q2 и не больших Q4, то есть Q2 ≤Q ≤ Q4 (для счетчиков воды, предназначенных для измерения объема воды с температурой от +0,1 °С до +30° С);

± 3,5 % измеренного объема воды при значениях расхода
не меньших Q2 и не больших Q4, то есть Q2 ≤ Q ≤ Q4 (для счетчиков воды, предназначенных для измерения количества воды
с температурой от +30 °С до +90 °С).

2.11. Счетчик воды должен быть работоспособным при установке в любом положении, если на нём не указано положение установки.

2.12. Изготовитель должен указывать, позволяет ли конструкция счетчика воды измерять обратный поток воды. Результат измерений обратного потока воды должен либо вычитаться из измеренного объема прямого потока воды, либо регистрироваться отдельно.

2.13. Счетчики воды, в которых не предусмотрено измерение обратного потока, должны препятствовать возникновению обратного потока, либо должны выдерживать случайный обратный поток без каких-либо повреждений или изменений метрологических характеристик.

3. Счетчик газа должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

3.1. Стандартные условия работы счетчика газа – условия, к которым приводятся измеренные при рабочих

условиях значения объема газа: абсолютное давление газа 760 мм рт. ст. и температура газа +20 ºС.

3.2. Диапазон измерений расхода газа должен удовлетворять следующим требованиям (таблица 1):

Таблица 1

Класс точности	Qmax/Qmin	Qmax/Qt	Qr/Qmax
1,5	Не менее 150	Не менее 10	1,2
1,0	Не менее 20	Не менее 5	1,2

где Qmin – наименьшее значение расхода газа, при котором счетчик газа обеспечивает измерения, удовлетворяющие требованиям к МДП (далее - минимальный расход газа);

Qmax – наибольшее значение расхода газа, при котором счетчик газа обеспечивает показания, удовлетворяющие требованиям к МДП (далее - максимальный расход газа);

Qt – значение расхода между наибольшим и наименьшим значениями расходов, при которых диапазон расхода газа разделяется на два поддиапазона: «верхний» и «нижний», каждый из которых характеризуется своей МДП (далее - переходный расход);

Qr – наибольшее значение расхода газа, при котором счетчик газа работает без ухудшения характеристик в течение короткого периода времени (если не указано иначе, то не более часа в сутки и 200 часов в год) (далее - предельный расход газа).

3.3. Минимальный температурный диапазон газа составляет

40 °С.

3.4. Изготовитель счетчиков газа и устройств преобразования объема газа должен указывать:

- «семейство» или группу газа;

- максимальное рабочее давление газа.

3.5. Счетчик газа, показывающий в рабочих условиях измерений объем или массу газа должен иметь показатели точности измерений, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Измеренный объем	Максимально допускаемая погрешность	
	Класс точности 1,5	Класс точности 1,0
Qmin≤Q<Qt	3 %	2 %
Qt≤Q≤Qmax	1,5 %	1 %

3.6. Если значения погрешности измерений между Qt и Qmax имеют одинаковый знак, то их значения по абсолютной величине не должны превышать 1 % для класса точности 1,5 и 0,5 % для класса точности 1,0.

3.7. Для счетчика газа со встроенным температурным корректором, который показывает значение приведенного к стандартным условиям объема газа, МДП увеличивается на 0,5 % в диапазоне 30°C, симметрично располагаясь вокруг температуры, установленной изготовителем, в интервале от +15°C до +25°C. За границами этого интервала допускается дополнительное увеличение погрешности измерений на 0,5 % на каждый интервал в 10°C.

3.8. Электромагнитная совместимость.

Воздействие электромагнитной помехи на счетчик газа или устройства преобразования объема газа должна удовлетворять требованиям:

- изменение результата измерения не должно превышать критического значения изменения, указанного в пункте 3.10.

3.9. После воздействия электромагнитных помех счетчик газа должен:

- восстанавливать работу с погрешностью не более МДП;

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех;

– сохранять все измерительные функции.

3.10. Критическое (наибольшее допускаемое) изменение результата измерений объема газа равно наименьшему из двух следующих значений:

- величине, соответствующей половине максимально допускаемой погрешности измерений в верхнем участке измеренного объема газа;

- величине, соответствующей максимально допускаемой погрешности измерений, относящейся к величине объема за одну минуту при максимальном расходе газа.

3.11. Влияние помех от режимов течения газа до и после счетчика.

В условиях установки, определенных изготовителем, влияние режимов течения не должно превышать одной трети максимально допускаемой погрешности измерений.

3.12. После проведения испытаний счетчиков газа на надежность должны выполняться следующие требования:

3.12.1. Для счетчиков газа класса точности 1,5 отклонение результата измерений после испытаний на надежность по отношению к первоначальному результату

измерений для расходов газа в диапазоне от Qt до Qmax не должно превышать результат измерений более, чем на 2 %.

Погрешность измерений после испытаний на надежность не должна превышать удвоенного значения максимально допускаемой погрешности измерений, указанной в п. 3.5-3.7.

3.12.2. Для счетчиков газа класса точности 1,0 отклонение результата измерений после испытаний на надежность по отношению к первоначальному результату измерений не должно превышать одной трети максимально допускаемой погрешности измерений, указанной в п. 3.5-3.7.

Погрешность измерений после испытания на надежность не должна превышать максимально допускаемой погрешности измерений, указанной в п. 3.5-3.7.

3.13. Счетчик газа, питаемый от сети переменного или постоянного тока, должен снабжаться аварийным источником питания, обеспечивающим в течение установленного срока сохранение результатов измерений и измерительных функций в случае повреждения основного источника питания.

3.14. Штатный источник питания счетчика должен иметь срок службы не менее пяти лет. По истечении 90 % срока службы должно появляться соответствующее предупреждение.

3.15. Показывающее устройство должно иметь достаточное число разрядов единиц, гарантирующее, что количество газа, прошедшее через счетчик за 8000 часов при Qmax, не вызывает возвращения показаний к первоначальным (нулевым) значениям.

3.16. Счетчик газа должен быть работоспособным при его установке в положении, указанном изготовителем в эксплуатационных документах.

3.17. Счетчик газа должен иметь элемент контроля, с помощью которого можно провести тестирование его работоспособности.

3.18. Счетчик газа должен удовлетворять требованиям в отношении максимально допускаемой погрешности измерений для любого направления потока газа.

3.19. Для устройства преобразования объема газа (корректора) должны применяться те же требования, что и для счетчика газа.

3.20. Дополнительно для устройства преобразования объема газа (корректора) должны применяться следующие требования:

3.20.1. Параметры стандартных условий для преобразуемых величин.

Изготовитель должен определить стандартные условия для приведения к ним измеренных значений объема газа.

3.20.2. МДП для устройства преобразования объема газа (без учета погрешности счетчика газа):

0,5 % при температуре окружающего воздуха 20°С ± 3°С, влажности 60 % ± 15 %, и при номинальных значениях источника питания,

0,7 % для устройств преобразования (корректоров) по температуре для приведения объемов газа, измеренных при рабочих условиях, к нормальным условиям.

1 % для других устройств преобразования при нормированных рабочих условиях.

3.21. Устройство преобразования объема (корректор) должно обнаруживать состояние, когда оно работает вне рабочего диапазона, установленного изготовителем для параметров, влияющих на точность измерений. В этом случае корректор должен останавливать интегрирование преобразованной величины и оно может суммировать отдельно преобразованную величину для периода времени, когда оно работало вне пределов рабочего диапазона.

3.22. Устройство преобразования объема (корректор) должно иметь возможность отображать все требуемые данные измерений без дополнительного оборудования.

4. Теплосчетчик конструктивно должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

4.1. Для температуры жидкости - $\Delta\theta_{max}/\Delta\theta_{min} \geq 10$; $\Delta\theta_{min}$ = 3 K или 5 K или 10 K.

где θ - температура теплоносителя;

Δθ - разность температур $\theta_{in} - \theta_{out}$ при $\Delta\theta \geq 0$;

θ_{in} - значение θ на входе в теплосчетчик (в подающем трубопроводе);

θ_{out} - значение θ на выходе из теплосчетчика (в обратном трубопроводе);

$\Delta\theta_{max}$ - верхний предел измерений разности температур Δθ при рабочем состоянии теплосчетчика и в пределах максимально допускаемой погрешности измерений;

$\Delta\theta_{min}$ - нижний предел измерений $\Delta\theta$ при рабочем состоянии теплосчетчика и в пределах максимально допускаемой погрешности измерений.

Для давления жидкости - положительное максимальное внутреннее давление, которое постоянно может выдерживать теплосчетчика на верхнем пределе температурного диапазона.

Для расходов жидкости значения q_p и q_i подчиняются следующим ограничениям $q_p / q_i \geq 10$,

где q –значение расхода теплоносителя;

q_p - наибольшее значение q, которое допускается в постоянном режиме исправно работающего теплосчетчика (верхний предел измерений расхода теплоносителя);

q_i - наименьшее значение q, которое допускается для теплосчетчика в рабочем состоянии (нижний предел измерений расхода теплоносителя).

4.2. Для теплосчетчиков установлены следующие классы точности: 1, 2, 3.

4.3. Относительная максимально допускаемая погрешность измерений для датчика расхода, выраженная в процентах, для классов точности:

класс 1: $Ef = (1 + 0{,}01\ q_p/q)$, но не более, чем ± 5 %;

класс 2: $Ef = (2 + 0{,}02\ q_p/q)$, но не более, чем ± 5 %;

класс 3: $Ef = (3 + 0{,}05q_p/q)$, но не более, чем ±5%.

4.4. Относительная максимальная допускаемая погрешность измерений пары датчиков температуры, выраженная в процентах:

$Et = (0{,}5 + 3\ \Delta\theta_{min}/\Delta\theta)$.

4.5. Относительная максимальная допускаемая погрешность вычислителя, выраженная в процентах:

$Ec = (0,5 + \Delta\theta min/\Delta\theta)$.

4.6. Значение критического изменения при замене составных частей теплосчетчика равно соответствующему абсолютному значению максимально допускаемой погрешности измерений, применимой к этой составной части.

4.7. Максимально допускаемые относительные погрешности измерений для теплосчетчиков единой законченной конструкции, выраженные в процентах от условного истинного (действительного) значения для каждого класса точности, составляют:

для класса 1: E = Ef + Et + Ec, при Ef, Et, Ec в соответствии с
п. 4.3 – 4.5;

для класса 2: E = Ef + Et + Ec, при Ef, Et, Ec в соответствии с
п. 4.3 – 4.5;

для класса 3: E = Ef + Et + Ec, при Ef, Et, Ec в соответствии с
п. 4.3 – 4.5.

4.8. Теплосчетчик должен быть устойчивым к воздействию статических магнитных полей и электромагнитных полей на частоте напряжения питания.

4.9. При воздействии электромагнитной помехи на теплосчетчик изменение результата измерений не должно превышать установленного п. 4.10 критического (наибольшего допускаемого) значения изменения результата измерений.

4.10. После воздействия электромагнитных помех теплосчетчик должен:

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех;

– сохранять все измерительные функции;

– восстанавливать свою работу с погрешностью не большей максимально допускаемой погрешности.

4.11. Критическое (наибольшее допускаемое) значение изменения результата измерений для теплосчетчика единой законченной конструкции равно абсолютному значению максимальной допускаемой погрешности, данного теплосчетчика (п. 4.3-4.7).

4.12. После проведения испытаний на надежность, и по истечении интервала времени, установленного изготовителем, должны выполняться следующие требования:

Датчик расхода - изменение результата измерения расхода после проведения испытания на надежность по отношению к первоначальному результату измерения не должно превышать значения критического (наибольшего допускаемого) значения;

Датчики температуры - изменение результата измерения после проведения испытания на надежность по отношению к первоначальному результату измерения не должно превышать 0,1 °С.

5. Электросчетчик конструктивно должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

5.1. Для выбранных значений тока электросчетчик должен отвечать требованиям, представленным в таблице 3.

Таблица 3

	Класс A	Класс B	Класс C
Для электросчетчиков прямого присоединения			
Ist	≤ 0,05·Ib	≤ 0,04·Ib	≤ 0,04·Ib
Imin	≤ 0,5·Ib	≤ 0,5·Ib	≤ 0,3·Ib
Imax	≥ 50·Ib	≥ 50·Ib	≥ 50·Ib
Для электросчетчиков, работающих через трансформатор			
Ist	≤ 0,06·In	≤ 0,04·In	≤ 0,02·In
Imin	≤ 0,4·In	≤ 0,2·In(1)	≤ 0,2·In
In	20·In	20·In	20·In
Imax	≥ 1,2·In	≥ 1,2·In	≥ 1,2·In
(1) Для электромеханических электросчетчиков класса B должно применяться Imin ≤ 0,4·In			

где I - электрический ток, протекающий через электросчетчик;

In – значение тока, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику, работающего от трансформатора (далее - номинальный ток);

Ist – наименьшее значение тока, при котором начинается непрерывная регистрация показаний (далее - стартовый ток);

Imin – наименьшее значение тока, при котором электросчетчик удовлетворяет требованиям точности, установленным в настоящем документе (многофазные электросчетчики со сбалансированной нагрузкой) (далее - минимальный ток);

Ib – значение тока, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику с непосредственным включением (далее - базовый ток);

Imax –- наибольшее значение тока, при котором электросчетчик удовлетворяет требованиям точности, установленным в настоящем документе (далее - максимальный ток).

Диапазоны изменения напряжения, частоты и коэффициента мощности, в пределах которых электросчетчик должен удовлетворять требованиям максимально допускаемой погрешности измерений, представлены в таблице 3. Эти диапазоны должны соответствовать типовым характеристикам электрического тока, поставляемого потребителям.

Диапазоны изменения напряжения и частоты должны находиться в пределах

$0,9 \cdot Un \le U \le 1,1 \cdot Un$,

$0,98 \cdot fn \le f \le 1,02 \cdot fn$,

коэффициент мощности - от $\cos\varphi = 0,5$ (индуктивный) до

$\cos\varphi = 0,8$ (емкостной),

где U - электрическое напряжение, подаваемое на электросчетчик;

Un – значение напряжения, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику (далее - номинальное напряжение);

f - частота напряжения, подаваемого на электросчетчик;

fn – значение частоты, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику (далее - номинальная частота).

5.2. Оценка влияния измеряемых и влияющих величин производится для каждой из них отдельно (все остальные измеряемые и влияющие величины считаются постоянными и равными своим номинальным значениям).

Если электросчетчик работает в режиме изменяемой токовой нагрузки, погрешности измерений в процентах не должны превышать пределов, указанных в таблице 4.

Таблица 4

	Рабочие температуры			Рабочие температуры			Рабочие температуры			Рабочие температуры		
	+5 °C...+30 °C			-10 °C...+5 °C или +30 °C...+40 °C			-25 °C...-10 °C или +40 °C... +55 °C			-40 °C...-25 °C или +55 °C... +70 °C		
Класс точности	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Однофазный электросчетчик; многофазный электросчетчик, если работает со сбалансированными нагрузками												
Imin≤I< In	3,5	2	1	5	2,5	1,3	7	3,5	1,7	9	4	2
Imin≤I≤ In	3,5	2	0,7	4,5	2,5	1	7	3,5	1,3	9	4	1,5
Многофазный электросчетчик, если работает с однофазной нагрузкой												
In≤I≤Imax	4	2,5	1	5	3	1,3	7	4	1,7	9	4,5	2
Для электромеханических многофазных электросчетчик диапазон тока для однофазной нагрузки ограничивается 5In≤ I ≤ Imax												

5.3. Электросчетчик должен соответствовать требованиям электромагнитной совместимости со степенью жесткости испытаний 2 и требованиям пунктов 5.4 и 5.5.

5.4. Влияние помех, воздействующих продолжительное время, указаны в таблице 5.

Таблица 5

Вид помехи	Критические значения изменений для помех, воздействующих продолжительное время		
	Класс A	Класс B	Класс C
Реверсированная последовательность фаз	1,5	1,5	0,3
Разница напряжений (только для многофазных	4	2	1

электросчетчиков)			
Гармонические составляющие в токовых цепях(1)	1	0,8	0,5
Постоянный ток и гармоники в токовой цепи(1)	6	3	1,5
Быстропротекающие переходные процессы	6	4	2
Магнитные поля; ВЧ (излучаемое РЧ) электромагнитное поле; помехи, наводимые радиочастотными полями, невосприимчивость к электромагнитным волнам	3	2	1
(1)В случае электромеханических электросчетчиков критические значения изменений не определяются для гармонических составляющих в токовых цепях и для постоянного тока и гармоник в токовых цепях			

5.5. Электромагнитная совместимость электросчетчика должна удовлетворять требованию, чтобы во время и сразу после воздействия электромагнитной помехи любой сигнал, влияющий на точность счетчика, не превышал критическое (наибольшее допускаемое) значение изменения.

За установленное время после воздействия электромагнитной помехи счетчик должен:

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех;

– сохранять все измерительные функции;

– восстанавливать свою работу с погрешностью не большей максимально допускаемой погрешности.

Критическое значение изменения в киловатт-часах равно $m*U_n*I_{max} * 10^{-6}$ (m – число измерительных элементов счетчика, напряжение U_n в вольтах и ток I_{max} в амперах).

Для тока перегрузки критическое значение изменения равно 1,5%.

5.6. Положительная погрешность электросчетчика не должна превышать 10% при напряжении меньше нормированного рабочего значения.

5.7. Для отображения дисплей электросчетчика должен иметь достаточное число разрядов цифр, чтобы показания электросчетчика не вернулись к его первоначальному значению, после того, как электросчетчик проработал 4000 часов при полной нагрузке (I = Imax, U = Un и PF = 1),

где PF – коэффициент мощности cos φ, где φ — разность фаз между I и U.

Электросчетчик не должен допускать сброса данных во время эксплуатации.

5.8. В случае отсутствия электричества в сети, количество измеренной электрической энергии должно оставаться доступным для считывания в течение не менее 4 месяцев.

5.9. При наличии напряжения и отсутствии тока в токовой цепи (токовая цепь должна быть разомкнута) электросчетчик не должен регистрировать потребление энергии при любом значении напряжения от 0,8·Un до 1,1 Un.

6. Системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии должны сохранять свои характеристики в течение установленного изготовителем срока службы.

7. Межповерочный интервал систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии подтверждается и изменяется уполномоченным органом государства – члена Таможенного союза.

8. Перечень нормируемых метрологических характеристик и способы их выражения устанавливает

изготовитель при проектировании средства измерений с учетом требований настоящего Технического регламента.

9. Метрологические характеристики счетчиков воды, газа, теплосчетчиков, электросчетчиков не должны изменяться при присоединении к ним других устройств, при воздействии на них других устройств дистанционно, если присоединение или воздействие не запрещено эксплуатационной документацией.

10. Технические решения, реализованные в конструкции систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, должны обеспечить:

1) допустимую погрешность измерений в установленных режимах и условиях эксплуатации;

2) контроль метрологических характеристик в условиях эксплуатации. Процедура контроля должна быть приведена в технической документации;

3) отображение результатов измерений, самодиагностику, контроль работоспособности, а также подключение внешней поверочной аппаратуры;

4) сохранение характеристик в пределах установленных норм после замены сменяемых элементов. При этом допускается дополнительная регулировка, предусмотренная в эксплуатационной документации.

5) сохранение метрологических характеристик в течение установленного межповерочного интервала.

11. В комплект поставки средств измерений должны входить:

1) изделие (комплект, комплекс) в составе, установленном технической документацией;

2) запасные части и принадлежности (при наличии);

3) эксплуатационная документация на изделие в целом, содержащая методику (метод) измерений или ссылку на документ, регламентирующий методику (метод) измерений;

4) эксплуатационная документация на комплектующие технические средства и программное обеспечение (при наличии);

5) методика поверки, если она разрабатывалась как отдельный документ, не входящий в состав эксплуатационной документации;

6) копии документов об утверждении типа средств измерений и первичной поверке, а также копии документов, подтверждающих соответствие требованиям безопасности.

Статья 4. Требования к системам и приборам учета коммерческого учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета.

1. Системы учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета (ИСУЭ) должны обеспечивать:

автоматизированное измерение, сбор, накопление и обработка информации о количестве отпущенной, распределенной и потребленной электрической энергии;

контроль технологических параметров электрической сети в точках учета электрической энергии и предоставление информации пользователям и автоматизированным системам;

контроль величины активной электрической энергии;

контроль параметров качества электрической энергии, контролируемых приборами учета;

передача дискретной информации с устройств сигнализации в трансформаторных подстанциях;

проведение самодиагностики системы на работоспособность, позволяющей в автоматическом режиме выявлять отказы в работе технических средств и программного обеспечения всех подсистем;

мониторинг состояния и работоспособности оборудования системы;

ведение системы единого времени;

ведение нормативно-справочной информации;

формирование расчетных данных по группам потребителей электрической энергии;

анализ данных результатов измерений;

формирование отчетных документов.

2. В состав информационно-измерительного комплекса точек учета электрической энергии (ИИК) могут входить:

интеллектуальные приборы учета электрической энергии;

измерительные трансформаторы тока и напряжения;

вторичные измерительные цепи.

В состав ИИК в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

3. ИИК должен обеспечивать автоматическое проведение измерений электрической энергии в точке измерений.

4. Классы точности интеллектуальных приборов учета электрической энергии (ИПУЭ), трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, учитывающих количество

электрической энергии на «прием» и «отдачу», необходимо выбирать одинаковыми.

5. Во всех компонентах ИИК должна быть обеспечена конструктивно защита от несанкционированного доступа.

6. Необходимо предусматривать конструкцию вторичных цепей ИПУЭ, позволяющую производить опломбировку клемм вторичных цепей тока и напряжения, опломбировку коммутационных аппаратов в цепях первичного и вторичного напряжения трансформаторов напряжения во включенном состоянии с невозможностью отключения (в том числе автоматического) без разрушения пломб и знаков визуального контроля.

7. ИПУЭ должна быть оснащена встроенными средствами отображения, хранения и передачи информации об измерениях, обладающие функциями двустороннего информационного обмена с пунктом централизованного сбора, обеспечивать возможность удаленного управления включением и отключением электрической энергии, а также возможность своевременного обнаружения и ликвидации неисправностей, предотвращения отключения электрической сети и падения напряжения в реальном времени, снабженные независимым источником питания.

8. В трехфазных цепях учет электрической энергии производится с помощью трехфазных ИПУЭ активной и реактивной электрической энергии, а в однофазных цепях - с помощью однофазных ИПУЭ активной и/или реактивной электрической энергии.

9. ИПУЭ производит измерение потребляемой электрической энергии в течение всего срока его службы. Энергонезависимое запоминающее устройство обеспечивает

хранение запрограммированных параметров ИПУЭ и сохранение данных учета электрической энергии при пропадании питания.

10. ИПУЭ должен содержать встроенный календарь, часы, оптический порт, испытательный выход и цифровые интерфейсы связи, многотарифное меню (тарифные зоны должны быть программируемыми), встроенные часы реального времени (точность хода не менее ±1 с/сутки с возможностью автоматической коррекции).

11. Скорость передачи данных ИПУЭ должна составлять не менее 1200 бит/с.

12. ИПУЭ должен обеспечивать измерение электрической энергии нарастающим итогом и вычисление усредненной мощности за получасовые и часовые интервалы времени.

13. Межповерочный интервал как для однофазных, так и для трехфазных ИПУЭ должен составлять не менее 10 лет, средняя наработка ИПУЭ на отказ - не менее 100000 часов. Для выполнения измерений в точках учета с реверсивным режимом работы распределительной сети применяются ИПУЭ, производящие измерения в двух направлениях потока электрической энергии.

14. В схеме подключения ИСУЭ необходимо предусматривать возможность замены ИПУЭ и подключения эталонного ИПУЭ без прекращения передачи электрической энергии по элементам электрической сети, на которых установлена ИСУЭ.

15. Подключение ИПУЭ трансформаторного включения производится через специальные клеммные зажимы, обеспечивающие безопасное закорачивание цепей тока и

безопасное отключение цепей напряжения при замене и обслуживании ИПУЭ.

16. Измерительные трансформаторы тока применяются в сетях 6 кВ и выше, а также в сетях 0,4 кВ в тех случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт.

17. При строительстве новых и реконструкции существующих объектов применяется схема измерения с тремя измерительными трансформаторами тока.

18. Измерительные цепи следует подключать к отдельной обмотке измерительного трансформатора тока.

19. Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов тока не может превышать мощности номинальных вторичных нагрузок, указанных в паспортах соответствующих измерительных трансформаторов тока.

20. К измерительным трансформаторам тока подключаются счетчики с номинальным током меньшим, чем вторичный номинальный ток измерительного трансформатора тока, при условии, что величина максимального вторичного тока в точке учета не должна превышать максимальный допустимый ток счетчика, а длительность воздействия максимального вторичного тока – допустимую длительность воздействия для данного типа счетчика.

21. Клеммные зажимы должны обеспечивать безопасное закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счетчика электрической энергии и цепей напряжения в каждой фазе счетчика электрической энергии при его замене или плановой проверке

работоспособности, а также включение образцового счетчика электрической энергии без отсоединения проводов и кабелей. Конструкция клеммных зажимов трансформаторов тока должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

22. Межповерочный интервал трансформаторов тока составляет не менее 6 лет.

23. Для питания цепей напряжения измерительных элементов ИПУЭ необходимо применять трехфазные измерительные трансформаторы напряжения или однофазные измерительные трансформаторы напряжения, устанавливаемые в каждой из трех фаз. При строительстве новых и реконструкции существующих объектов запрещается использовать встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются измерительные трансформаторы напряжения, встроенные в элегазовые комплектные распределительные устройства.

24. Допустимые значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения ИПУЭ к трансформаторам напряжения:

не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5;

не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1.

25. Необходимо обеспечивать защиту измерительных трансформаторов напряжения всех классов напряжения со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом необходимо предусматривать на

стороне высшего напряжения измерительных трансформаторов напряжения конструкцию приводов защитных коммутационных аппаратов, обеспечивающих возможность их опломбирования.

26. Межповерочный интервал измерительных трансформаторов напряжения составляет не менее 6 лет.

27. В состав информационно-вычислительного комплекса электрической установки (ИВКЭ) входят:

специализированные промконтроллеры (концентратор или устройство сбора и передачи данных (УСПД)), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК и информационно-вычислительному комплексу (ИВК);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

28. ИВКЭ должен обеспечивать:

автоматический сбор информации по учету электрической энергии от ИИК;

автоматический сбор и обработка информации о состоянии средств измерений;

автоматический сбор и обработка информации о состоянии объектов измерений, а также обеспечение интерфейсов доступа к этой информации;

двунаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации;

автоматический сбор данных измерений с заданной периодичностью (от 1 раза в сутки и чаще);

снятие показаний электрической энергии со всех контролируемых ИИК на единый момент времени с учетом временных зон.

расчет потерь электрической энергии от точки измерений до точки учета.

29. В состав ИВК входит:

компьютер (компьютеры) в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, установленный в специализированном шкафу для обеспечения механической защиты с возможностью опломбирования;

технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

30. ИВК производит по заданному регламенту автоматический сбор данных учета электрической энергии по каналам связи от всех ИВКЭ через УСПД либо концентраторы или ИПУЭ (при отсутствии УСПД, концентраторов).

31. ИВК должен обеспечивать:

автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;

автоматическая диагностика состояния средств и объектов измерений;

представление результатов измерений смежным субъектам розничных рынков электрической энергии;

контроль достоверности результатов измерений;

информационный обмен с внешними системами;

двунаправленный обмен информацией между ИВК и ИИК, ИВКЭ, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.;

автоматический сбор данных измерений с заданной периодичностью (от 1 раза в сутки и чаще);

снятие показаний электрической энергии со всех контролируемых ИИК на единый момент времени с учетом временных зон;

формирование балансов электрической энергии на заданный период по всем балансовым группам;

осуществление коррекции хода часов элементов ИСУЭ (сервера баз данных, ИПУЭ и других преобразователей) посредством модуля образцового времени, получающего информацию о точном времени от датчиков;

накопление учетных значений физических величин в базах данных персонального компьютера центра сбора и обработки данных не менее чем за последние 3,5 года с возможностью последующей записи информации для архивного хранения;

формирование каналов группового контроля и учета с произвольным числом входящих в группу каналов прямых измерений;

по запросу оператора вывод на экран монитора информации по точкам измерения для визуального контроля параметров измеренных величин;

передача информации удаленным абонентам с использованием стандартной каналообразующей аппаратуры;

автоматическое ведение протокола регистрации значимых событий по фактам срабатывания средств аварийной и технологической сигнализации;

контроль полноты и объема собранной информации со всех контролируемых ИИК;

формирование различных видов отчетов: за сутки, месяц, произвольно выбранный период, по одному или группе;

диагностирование работоспособности оборудования и линий связи.

32. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с/сутки.

СОЕВ обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с внешним эталонным источником единого календарного времени (рекомендуемая частота синхронизации – не реже одного раза в сутки).

33. СОЕВ включает:

многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме, которое должно выполнять синхронизацию времени от внешнего эталонного источника времени, поддержание (измерение) системного времени и синхронизацию времени программно-технических средств, входящих в систему, имеющих с ним интерфейсы аппаратного и информационного взаимодействия по заданному регламенту (устройство синхронизации системного времени);

все компоненты системы, имеющие встроенные программные часы (сервер баз данных, сервер приложений, сервер сбора данных, концентраторы, УСПД и ИПУЭ), ход которых синхронизируется с единым всемирным координированным временем (UTC).

34. При организации СОЕВ на уровне ИВК в качестве основного устройства синхронизации системного времени (УССВ) используется тайм-сервер Государственной службы времени, частоты и определения параметров вращения Земли Российской Федерации. При организации СОЕВ на уровне ИВК передача точного времени возможна через глобальную сеть Интернет с использованием протокола Network Time Protocol.

35. СОЕВ привязана к единому астрономическому времени.

36. При автоматизированном сборе данных учета электрической энергии передача данных осуществляется по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена «запрос-ответ» как в автоматизированном, так и в автоматическом режимах.

Статья 5. Оценка соответствия

1. Оценка соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, выпускаемых в обращение на таможенной территории Таможенного союза, требованиям настоящего Технического регламента должна осуществляться в формах:

- испытаний в целях утверждения типа систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии;
- поверки (оценки соответствия метрологическим требованиям);
- подтверждение соответствия;

- государственного метрологического надзора (контроля).

2. Системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, бывшие в эксплуатации, или изготовленные для собственных нужд их изготовителей, а также комплектующие изделия и запасные части к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенные для их ремонта (технического обслуживания), не подлежат подтверждению соответствия требованиям настоящего Технического регламента.

Статья 6. Испытания в целях утверждения типа систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии

1. Испытания в целях утверждения типа проводят испытательные лаборатории (центры), включенные в Единый реестр органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров) Таможенного союза.

2. Протоколы испытаний в целях утверждения типа признаются на всей территории Таможенного союза при выполнении следующих условий:

- программы испытаний в целях утверждения типа разработаны в соответствии с международными и региональными стандартами, а в случае их отсутствия – в соответствии с национальными (государственными) стандартами, содержащими правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов средств измерений;

- имеется в наличии методика (метод) измерений, соответствие которой требованиям настоящего Технического регламента подтверждено в ходе испытаний в целях утверждения типа.

3. Протоколы испытаний в целях утверждения типа заявитель предъявляет национальному органу, уполномоченному на выдачу документа об утверждении типа, расположенному в местах реализации или применения средств измерений.

Статья 7. Поверка (Оценка соответствия метрологическим требованиям)

1. Поверка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенных для применения при измерениях в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса производится за счет поставщика данных энергоресурсов.

2. Процедуры поверки систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, аттестации методик (методов) измерений осуществляются в порядке, установленном Таможенным союзом.

3. Положения настоящей статьи распространяются на оценку соответствия составных частей систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, если эти составные части выполняют измерительную функцию. Если эти составные части продаются отдельно, то оценка их соответствия должна осуществляться независимо от самих систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

4. При оценке соответствия орган, осуществляющий работы по оценке соответствия, обязан:

- проводить процедуры оценки соответствия в порядке, установленным законодательством государств-членов Таможенного союза;

- информировать изготовителя относительно отрицательных решений в отношении подвергнутых оценке соответствия образцов, а также о предусмотренных законодательством государств-членов Таможенного союза корректирующих мерах.

Статья 8. Подтверждение соответствия

1. Подтверждение соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента осуществляется в форме декларирования соответствия на основании собственных доказательств соответствия.

2. При декларировании соответствия заявителем может быть зарегистрированное в соответствии с законодательством государств-членов Таможенного союза на их территориях юридическое лицо или физическое лицо в качестве индивидуального предпринимателя, либо являющееся изготовителем или продавцом, либо выполняющее функции иностранного изготовителя на основании договора с ним в части обеспечения соответствия поставляемой продукции требованиям настоящего технического регламента и в части ответственности за несоответствие поставляемой продукции требованиям настоящего Технического регламента (уполномоченное иностранным изготовителем лицо).

3. Сведения о декларации о соответствии должны быть указаны в руководстве по эксплуатации.

4. Декларирование соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента осуществляется в следующем порядке:

заявитель формирует комплект документов;

принимает все необходимые меры для обеспечения соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента;

принимает и регистрирует декларацию о соответствии в установленном порядке.

5. Декларация о соответствии оформляется по единой форме, утвержденной решением Комиссии Таможенного союза. Действие декларации о соответствии начинается со дня ее регистрации. Срок действия декларации о соответствии - 5 лет.

6. Заявитель обязан хранить декларацию о соответствии и доказательную документацию в течение десяти лет с момента окончания срока действия декларации о соответствии.

Комплект документов, подтверждающих соответствие, должен предоставляться органам государственного контроля (надзора) по их требованиям.

Статья 9. Маркировка единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза

1. Системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, соответствующие требованиям настоящего технического регламента и прошедшие процедуру подтверждения соответствия согласно статье 8 настоящего Технического регламента, должны иметь маркировку единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза.

2. Маркировка единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза осуществляется перед выпуском систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии в обращение на рынке.

3. Единый знак обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза наносится на каждую единицу систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии любым способом, обеспечивающим четкое изображение в течение всего срока службы.

Единый знак обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза наносится на несменяемую часть систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

4. Допускается нанесение единого знака обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза только на упаковку и указание в эксплуатационных документах, если его невозможно нанести непосредственно на систему и прибор учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

Статья 10. Государственный метрологический надзор (контроль)

1. Государственный метрологический надзор (контроль) за соблюдением установленных настоящим Техническим регламентом требований осуществляется в соответствии с законодательством государств-членов Таможенного союза.

Статья 11. Требования к маркировке и упаковке

1. Маркировка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, информирующая о конструктивных особенностях или условиях обращения на рынке, должна соответствовать требованиям технической документации.

2. Упаковка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать защиту от климатических и механических повреждений при транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах и хранении;

- на ящиках с грузом массой от 20 до 100 кг, предназначенных для погрузки вручную, должны быть приспособления для захвата. К днищу ящиков, предназначенных для механизированной погрузки, должны быть прикреплены внешние полозья;

- упаковка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, транспортируемых в районы с особыми климатическими условиями, должна обеспечить сохранность средств измерений с учетом влияния воздействующих факторов внешней среды.

Статья 12. Защитительная оговорка

1. Органы государственного метрологического надзора (контроля) государств-членов Таможенного союза должны оказывать взаимную помощь в выполнении своих обязательств по обеспечению государственного метрологического надзора (контроля).